

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Валерій Кирик
“ ” _____ 2021 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему: «Підключення локального споживача до існуючої електричної мережі»

Виконав:
студент III курсу, групи ЕС-п81
Дяченко Володимир Анатолійович

Керівник:
асистент
Богомоллова О.С.

Консультант:

Рецензент:

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті
немає запозичень з праць інших авторів без
відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2021 року

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій Кирик

« » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Дяченку Володимиру Анатолійовичу

1. Тема проекту: «Підключення локального споживача до існуючої електричної мережі»

Керівник проекту Богомолова Оксана Сергіївна, асистент,

Затверджені наказом по університету від « 21 » травня 2021 р. №1247-с

2. Строк подання студентом проекту: «10» червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: Додаток до завдання на дипломний проект.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Порядок приєднання нових споживачів до електричних мереж.

2. Розрахунок режиму існуючої електромережі.

3.Варіанти підключення нового споживача.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Схеми існуючої мережі та варіантів підключення нового споживача;

5.2. Прийнятий варіант живлення нового споживача до існуючої мережі;

5.3 Алгоритми приєднання нових споживачів.

6. Консультанти розділів проекту.

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання « 02 » 05 2021 р.

Календарний план-графік

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Опис порядку підключення нових споживачів до існуючої мережі	02.05-10.05	виконав
2	Розрахунок режиму існуючої електромережі	10.05-15.05	виконав
3	Розгляд варіантів приєднання нового споживача	15.05-25.05	виконав
4	Оформлення пояснювальної записки	25.05-02.06	виконав
5	Підготовка креслень	02.06-06.06	виконав
6	Надання дипломного проекту на перевірку	07.06.2021	виконав
7	Подання дипломного проекту до захисту	10.06.2021	виконав

Студент

(підпис)

Дяченко В.А.

Керівник проекту

(підпис)

асистент, Богомоллова О.С.

НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського»

Кафедра електричних мереж та
систем

Студент гр. ЕС-п81 Дяченко Володимир Анатолійович

ДОДАТОК

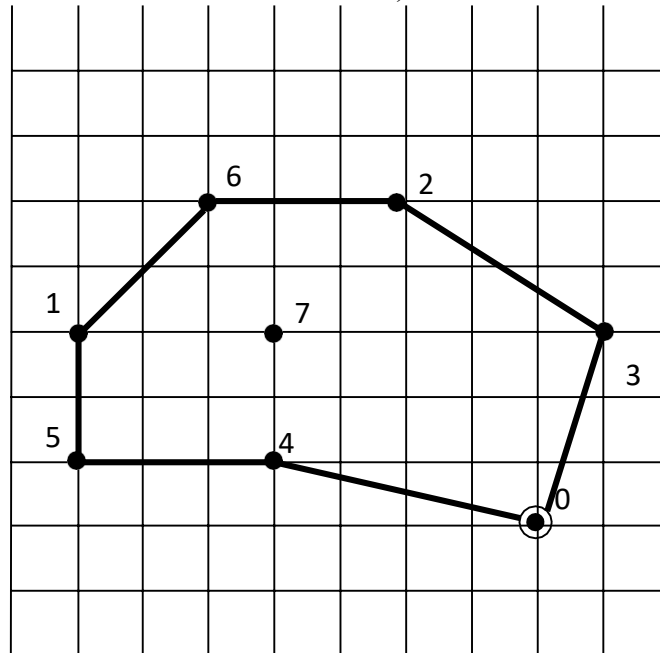
До завдання на дипломний проект на здобуття ОКР
«Бакалавр»

«Підключення локального споживача до існуючої електричної мережі»

Ситуаційний план

(масштаб 1 см: 10

км)



- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами L (км) – за ситуаційним планом.
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Тип опор ПЛ: ПБ-110-1, УБ-110-1.
- $\cos \varphi_{CH} = 0,85$; $\cos \varphi_{HH} = 0,87$; $T_{\max} = 4300$ год/рік
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень: $\alpha = 65$ %.

Пункт схеми	Потужність навантаження, МВт		Тип та потужність трансформаторів	Ділянка	Марка проводу
	CH	HH		0-3	2*АС-240/32
1		19,5	2*ТДН-40000/110	0-4	2*АС-240/32
2	7,8	10,4	2*ТДТН-25000/110	4-5	АС-120/19
3	12,35	3,25	2*ТДТН-25000/110	1-5	АСК-150/24
4	6,5	13	2*ТДТН-25000/110	1-6	АСК-150/24
5		22,1	2*ТДН-40000/110	2-6	АС-120/19
6	11,5	11,5	2*ТДТН-40000/110	2-3	АС-120/19
7		12,35	2*ТДН-10000/110		

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Підключення локального споживача до існуючої електричної мережі»

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП8101.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	54	
3	A1	ДП8101.141.001 ТК		1	
4	A1	ДП8101.141.002 ТК		1	
5	A1	ДП8101.141.003 ТК		1	

					ДП8101.141.001 ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Підключення локального споживача до існуючої електричної мережі		
Розробив	Дяченко В.А.						
Перевірів	Богомолова ОС.						
Н. Контр.	Паненко О.М.						
Затвердив	Кирик В.В.				Літ. Арк. Арк.		
					2		
					НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-п81		

РЕФЕРАТ

Обсяг - 54 сторінки машинописного тексту. Ілюстрацій - 7. Таблиць - 23.

У зв'язку з збільшенням темпів урбанізації, будівництвом нових підприємств, появою нових видів господарської діяльності існує потреба в підключенні нових споживачів до існуючої електричної мережі.

В даному проекті розглянуті варіанти приєднання нового споживача до існуючої мережі, що дозволяє оцінити капіталовкладення побудову електричної мережі, визначити режимні параметри і обрати найбільш вигідний варіант.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, СПОЖИВАЧІ, ПОТУЖНІСТЬ, РЕЖИМ РОБОТИ,
ОПТИМАЛЬНА КОНФІГУРАЦІЯ, НАПРУГА,

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ABSTRACT

Volume - 54 pages of typewritten text.

Illustrations - 5. Tables - 23.

Due to the increasing pace of urbanization, the construction of new enterprises, the emergence of new economic activities, there is a need to connect new consumers to the existing electricity grid.

In this project the options of connection of the new consumer to the existing network are considered that allows to estimate capital investments construction of an electric network, to define mode parameters and to choose the most favorable variant.

ELECTRICAL NETWORK, CONNECTION, OPTIMAL CONFIGURATION,
OPERATING MODE, VOLTAGE, POWER

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ЗМІСТ

1	ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ СПОЖИВАЧІВ ДО ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ.....	13
1.1	Загальні положення.....	13
1.2	Стандартне приєднання	18
1.3	Нестандартне приєднання.....	20
	Висновок до розділу 1.....	22
2	РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ	23
2.1	Розрахунок потужності вузлів.....	23
2.2	Параметри схеми заміщення ЛЕП	24
2.3	Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі	25
2.4	Ітераційний розрахунок режиму електромережі.....	26
	Висновки до 2 розділу	31
3	ВАРІАНТИ ПІДКЛЮЧЕННЯ НОВОГО СПОЖИВАЧА.....	32
3.1	Перший варіант живлення нового споживача	32
3.1.1	Розрахунок потокорозподілу електричної мережі за довжинами.....	32
3.1.2	Вибір кількості кіл та перерізів ділянок 0-7 та 7-4.....	37
3.1.3	Розрахунок режиму електричної мережі	38
3.1.4	Післяаварійний режим роботи електромережі	40
3.2	Другий варіант живлення нового споживача	43
3.3	Третій варіант живлення нового споживача.....	45
3.4	Четвертий варіант підключення нового споживача.....	47
	Висновки до 3 розділу	50
	ВИСНОВКИ.....	52

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	53
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат	54

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

БП – балансуючий пункт;

ВН – висока напруга;

ЕС – енергосистема;

ЛЕП – лінія електропередавання;

НН – низька напруга;

ОЕС – об'єднана енергосистема;

ОПН – обмеження перенапруги;

ПБЗ – перемикання без збудження;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

РЕМ – районна електрична мережа;

РЗА – релейний захист та автоматика;

РПН – регулювання під навантаженням;

СН – середня напруга;

Т – трансформатор.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ВСТУП

У даному дипломному проекті розглянуто приєднання локального споживача до існуючої електричної мережі. В основі даного розрахунку лежить вибір оптимального варіанту підключення споживача, шляхом техніко-економічного порівняння та перевірки відповідності нормам режимних параметрів, таких як напруги у вузлах та втрати потужності в мережі.

Для надійності електропостачання споживачів I та II категорії необхідно забезпечити живлення споживача двома або однією двофазовою лініями.

Метою виконання дипломного проекту є здійснення розрахунків робочих режимів варіантів мережі та перевірка їх режимних параметрів у післяаварійному режимі роботи, оскільки при проектуванні будь-якої мережі досить важливим є факт дотримання усіх стандартів та вимог.

Для визначення режимних параметрів електричної мережі використовується ітераційний розрахунок. Таким чином, отримуються більш точні значення параметрів режиму, та забезпечується контроль відповідності нормам та стандартам проектування.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

1 ПОРЯДОК ПРИЄДНАННЯ СПОЖИВАЧІВ ДО ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ

1.1 Загальні положення

Порядок підключення нових споживачів до електромереж визначається Кодексом систем розподілу, який було затверджено 14.03.2018 року на заміну постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, від 17 січня 2013 року № 32 «Про затвердження Правил приєднання електроустановок до електричних мереж».

Кодекс включає в себе вимоги та правила, які регулюють взаємовідносини між учасниками процесу приєднання, а саме: операторів систем розподілу, оператора системи передачі, користувачів, замовників щодо своєчасного та правильного управління, розвитку та експлуатації системи розподілу. Також забезпечує доступ та підключення електроустановок. Все це необхідно для забезпечення надійного функціонування і розвитку системи розподілу.

Під новими споживачами розуміють електроустановки, які не були приєднані до об'єднаної енергосистеми України на момент набрання чинності вищезгаданого кодексу. Існуючими вважають такі установки, що були підключені до об'єднаної енергосистеми України до моменту набрання чинності кодексу.

Усі нові електроустановки об'єктів системи розподілу та користувачів, що мають у власності та/або експлуатують електроустановки, приєднані до цієї системи розподілу, в обов'язковому порядку мають повністю відповідати всім вимогам, які описані в кодексі системи розподілу.

Щоб отримати послугу зі стандартного приєднання потрібно укласти договір (за типовою формою) про стандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу.

Для отримання послуги з нестандартного приєднання, потрібно укласти договір про нестандартне приєднання до електричних мереж системи розподілу. Цей договір укладається «під ключ» і включає в себе проектування лінійної частини приєднання, яке виконується замовником послуги.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Приєднання нових об'єктів та електроустановок до електромережі не має вплинути негативно на надійність мережі і системи в цілому, а також погіршити режим та погіршити якість електричної енергії. Тобто нове приєднання має повною мірою відповідати нормативним вимогам надійності електропостачання та якості електроенергії.

Існує класифікація об'єктів генерування за чотирма категоріями, які відповідають величині потужності та рівню напруги в точці приєднання:

- 1) тип А - напруга нижче 110 кВ і потужність не перевищує 1 МВт включно;
- 2) тип В - напруга нижче 110 кВ і потужність від 1 МВт до 20 МВт включно;
- 3) тип С - напруга нижче 110 кВ і потужність вище 20 МВт до 75 МВт включно;

4) тип D - напругою 110 кВ або вище в точці приєднання.

Якщо в точці приєднання напруга нижча ніж 110 кВ, але потужність перевищує 75 МВт, то такий об'єкт відноситься до типу D.

При створенні нового підключення до електричної мережі забороняється:

1. Приєднувати нові об'єкти замовника підключення до мереж власних потреб підстанцій або електричних станцій.
2. Приєднувати нові об'єкти замовника підключення до електричних мереж побутових споживачів.

При підключенні нових споживачів до мереж, які існують мають обов'язково і повною мірою дотримуватися правила та вимоги щодо охорони електромереж. В іншому випадку послуга з приєднання не надається і має бути приведена до відповідності правилам та вимогам.

З метою дотримання правил охорони електричних мереж, в технічних умовах зазначаються технічні заходи та вимоги до них, які стосуються безпеки електропостачання та вимогам надійності електромережі для дотримання правил охорони електромереж, якщо нова електроустановка чи об'єкт розташовується в охоронних зонах електромереж, або якщо існує намір будівництва такого об'єкта в цій зоні.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Необхідні обґрунтування, які надаються замовнику у випадку порушення вимог охорони електромереж:

1. Зафіксовані оператором системи розподілу Факти та обставини порушення вимог правил охорони електричних мереж. Ці факти та обставини фіксуються за допомогою акту, який складається в довільній формі оператором електромереж, із зазначенням встановлених та виявлених фактів (обставин) порушення правил охорони електромереж. До акту додається план, який має містити графічне зображення порушення правил;
2. Обґрунтування та графічне зображення імовірного порушення при будівництві об'єкта. Обґрунтування має базуватись на заяві на приєднання і топографо-геодезичному плані існуючих електромереж.

Висновок щодо технічної обґрунтованості технічних умов на приєднання замовників, які надаються оператору системи розподілу та їх перевірка їх відповідності чинним стандартам, нормам і правилам має надаватись за письмовим зверненням замовника нового приєднання до центрального органу виконавчої влади, який здійснює контроль за дотриманням правил і вимог в електроенергетиці.

Укладання договору про надання послуг зі стандартного чи нестандартного приєднання об'єкта замовника неможливе, якщо не дотримуються вимоги правил охорони електромереж.

Для успішного укладання договору про приєднання необхідно усунути порушення вимог вищезгаданих правил охорони електромереж. Після цього видається довідка в письмовій формі, в якій зазначено про усунення порушень правил охорони електромереж. Також в цій довідці зазначаються заходи, які були прийняті для усунення порушень.

На території, яка підлягає комплексній забудові, спочатку здійснюється електрифікація цієї території, згідно планів комплексної забудови оператором систем розподілу, який здійснює ліцензовану діяльність на цій території. Тільки після здійснення електрифікації території можливе приєднання об'єктів замовника, відповідно до описаних вище умов.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Проект комплексної забудови надається оператору системи розподілу і затверджується місцевими органами влади. Цей проект містить:

1. Оціночні терміни введення об'єктів в експлуатацію, їх черговість;
2. Детальний план комплексної забудови території, що підлягає електрифікації;
3. Прогнозовану максимальну потужність та вимоги щодо надійності електропостачання кожного об'єкта, розміщеного на території, виділений під забудову;
4. Межі земельних ділянок, їх використання, коридори для інженерних мереж та місця, в яких розташовується розташування об'єктів енергетики.

Якщо земельні ділянки замовників підключення розташовані на території, яка підлягає комплексній забудові і буде прийняте відповідне рішення місцевими органами влади, то електрифікація території буде включена до інвестиційної програми оператора системи розподілу і здійснена за рахунок коштів тарифу на розподіл електроенергії. Водночас, необхідно забезпечити:

1. Розробку та затвердження органом місцевої влади детального плану забудови території, що підлягає комплексній забудові;
2. Делегування оператору системи розподілу функцій замовника електрифікації території, яка призначена під комплексну забудову;
3. розробку проекту виконання відповідних робіт з електрифікації території, яка призначена під комплексну забудову (можливе використання проектної документації, яка була розроблена на замовлення органу місцевої влади перед цим).

Якщо один або більше об'єкт, розташований на відповідній території (територія, що підлягає комплексній забудові), було приєднано до електромережі оператора системи розподілу, який здійснює ліцензовану діяльність, без порушень вимог нормативних документів, які регламентують приєднання таких об'єктів (нові, реконструйовані, переоснащені), то таку територію вважають електрифікованою.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Для виконання приєднання потрібно забезпечення відповідних умов, а саме:

1. Підключена установка не може негативно впливати на якість електроенергії для інших споживачів, що приєднуються до цього ж вузла;
2. Мережа приєднання об'єкта до електромережі не може використовуватись для передачі живлення до інших об'єктів;
3. Забезпечення комерційного обліку електроенергії;
4. Забезпечення виконання завдань, а саме диспетчерських команд, щодо примусового розвантаження, автоматичного частотного регулювання тощо;
5. Електроустановки, які мають можливість генерувати електроенергію, повинні відповідати вимогам щодо об'єктів генерації типу А (регулювання напруги, реактивної потужності, моніторингу показників);
6. Погодження проектної документацію щодо відповідності вимогам нормативної документації, дотримання стандартів.

Розрізняють два типи приєднань:

1. Стандартне приєднання. Для стандартного приєднання мають виконуватися 2 умови:
 - відстань існуючої електричної мережі до місця приєднання об'єкта (будинку або іншого електроприймача) не більша ніж 300 м по прямій лінії;
 - потужність приєднання не більша за 50 кВт.
2. Нестандартне приєднання. Має виконуватись одна із умов:
 - відстань від існуючих електричних мереж до місця приєднання об'єкта (будинку або іншого електроприймача) більше 300 м по прямій лінії (визначається по карті електромереж)
 - потужність приєднання перевищує 50 кВт.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

1.2 Стандартне приєднання

Надання послуги зі стандартного приєднання передбачає виконання таких пунктів:

- 1) Розробку технічних умов, що включає в себе вимоги по улаштуванню комерційного обліку електроенергії;
- 2) Розробку технічного завдання на проектування;
- 3) Підготовку проектної документації на будівництво, реконструкцію та/або технічне переоснащення електромереж зовнішнього електрозабезпечення електроустановок замовника (до точки приєднання електроустановок замовника). Проектна документація в обов'язковому порядку має бути узгоджена зі всіма зацікавленими суб'єктами;
- 4) Проведення дій, спрямованих на відведення земельних ділянок, територій під електроенергетичні об'єкти;
- 5) Проектна документація повинна пройти перевірку та привести до відповідності технічним умовам щодо вибору обладнання на підстанціях та розподільчих пунктах. Необхідне також узгодження мереж оператора системи та замовника, якщо напруга рівна або перевищує 6 кВ;
- 6) Проведення електромонтажних та пусконаладжувальних робіт.

Процедура надання послуги стандартного приєднання передбачає визначення відстані та величини потужності нового об'єкта, що приєднується, щоб встановити тип приєднання (стандартне, не стандартне). Відстань визначають проводячи пряму лінію до найбільш близької точки в електромережах, які вже функціонують (ПЛ, ТП або РП) від точки приєднання нового об'єкта. Важливою є умова, щоб ці дві точки збігались по ступеню напруги. Як потужність об'єкту приєднання використовують загальну величину потужності об'єкта замовника разом з існуючою дозволеною потужністю. Вимірювання можуть проводитись двома сторонами на місцевості в разі, якщо не була досягнута згода щодо

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

остаточного типу приєднання, або не згоду органу місцевої влади із обраним типом приєднання до мережі.

Наступним етапом є підготовка, та отримання замовником проекту договору про стандартне приєднання. Проект договору маж бути погоджений та завірений підписом оператора системи розподілу. Технічні умови приєднання додаються замовнику до договору і є його частиною.

Замовник перевіряє даний йому проект договору та завіряє його своїм підписом.

Далі підписаний проект договору проходить реєстрацію оператором системи розподілу, замовник, відповідно до встановленої в договорі про приєднання нового споживача вартості, здійснює оплату.

Оператор системи розподілу проводить підготовку проекту зовнішнього електрозабезпечення.

Проектна документація надсилається замовником на погодження оператором системи розподілу, який проводить перевірку відповідності встановленим технічним умовам з питання вибору електрообладнання для ТП замовника і погоджуються параметри електромереж замовника із параметрами електромереж оператора системи розподілу, якщо напруга більша або рівна 6 кВ.

Наступним етапом є проведення будівництва оператором системи розподілу в електромережах від точки, яка видає потужність до точки приєднання об'єкта замовника.

Далі оператор системи розподілу подає напругу живлення в точку приєднання об'єкта замовника.

Після вище зазначених процедур відбувається підписання акту надання послуги з приєднання замовником та оператором.

1. Останнім етапом є улаштування вузла вимірювання та обліку. Улаштуванням займається оператор системи розподілу або незалежний постачальник послуги комерційного обліку, якого може обрати замовник.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Улаштування здійснюється на договірних засадах відповідно до вимог Кодексу комерційного обліку.

1.3 Нестандартне приєднання

Приєднання, яке не є стандартним, здійснюється за допомогою подання замовником до електропередавальної організації заяви про приєднання об'єкту визначеної потужності у відповідності до кодексу системи розподілу (додаток 2), та необхідних документів.

При приєднанні об'єктів, які призначені для генерації електроенергії, і потужність яких може перевищувати 70 МВт, замовник приєднання нового споживача надає свою заяву про приєднання об'єктів до ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами.

Якщо приєднується об'єкт, призначених для генерації електроенергії, потужність якого не більше 10 МВт, то замовник звертається із заявою про приєднання нового об'єкта до електропередавальної організації, яка здійснює ліцензійну діяльність на території якої розташовані об'єкти замовника.

Приєднання об'єктів, генерують електроенергію потужністю від 10 до 70 МВт відбувається за заявою про приєднання нового об'єкта, направленою до електропередавальної організації, яка здійснює ліцензовану діяльність на території, що охоплює місце розташування об'єктів замовника, або до ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електромережами.

Техніко-економічним порівнянням при врахуванні зміни якості електроенергії в місці приєднання нового споживача приймається остаточне рішення про приєднання.

Заява може бути повернута замовнику без розгляду, якщо відсутні певні документи, що мають бути додані до заяви про приєднання нового об'єкта відповідної потужності. Протягом трьох робочих днів про повернення заяви

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

організація, що надає послугу з приєднання, має повідомити замовника послуги приєднання.

Технічні умови приєднання нестандартного приєднання до електромереж об'єктів виконуються за типовою формою.

Вартість надання послуги зі нестандартного приєднання визначається за методикою розрахунку оплати вартості за приєднання об'єктів до електричної мережі.

Якщо приєднання нового об'єкта замовника виникає необхідність здійснювати побудову, реконструкцію чи технічне переобладнання електромереж на ступені напруги 110 - 150 кВ, приєднати електроустановки, потужність яких перевищує 5 МВт або якщо за розрахунками електропередавальної організації точка забезпечення потужності розташована в мережах ліцензіата з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами, проект технічного завдання на проектування в строк не пізніше 10 робочих днів від дня подання заяви замовника про приєднання електроустановки надається електропередавальною організацією ліцензіату з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами для формування технічних вимог.

Ліцензіат з передачі електричної енергії магістральними та міждержавними електричними мережами протягом 15 робочих днів від дня отримання проекту технічного завдання на проектування має надати електропередавальній організації технічні вимоги щодо будівництва об'єктів магістральних та міждержавних електричних мереж. Технічні вимоги є складовою частиною технічного завдання на проектування.

Строк надання послуги з приєднання ("під ключ"), яке не є стандартним, становить:

1. Не більше 120 календарних днів (у т.ч. 15 днів для проектування електричних мереж лінійної частини приєднання) - якщо потужність об'єктів, що підлягають приєднанню становить не більше 160 кВт (включно);

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

2. Не більше 230 календарних днів (у т.ч. 30 днів для проектування електричних мереж лінійної частини приєднання) - якщо потужність об'єктів, що підлягають приєднанню становить від 160 кВт до 400 кВт (включно);

3. Не більше 280 календарних днів (у тому числі 45 днів для проектування електричних мереж лінійної частини приєднання) - якщо потужність об'єктів, що підлягають приєднанню становить від 400 кВт до 1000 кВт (включно);

4. Не більше 350 календарних днів (у тому числі 60 днів для проектування електричних мереж лінійної частини приєднання) - якщо потужність об'єктів, що підлягають приєднанню становить від 1000 кВт до 5000 кВт (включно).

Проектна документація про технічні умови погоджується суб'єктом господарювання з оператором системи розподілу щодо контролю дозволеної потужності та організації обліку електроенергії.

Висновок до розділу 1

В цьому розділі було описано порядок приєднання нових споживачів до існуючої мережі. Описано вимоги до споживача, який приєднується, строки надання послуги з приєднання, та типи приєднання. Наведено розбіжності між послугою зі стандартного приєднання, та приєднання, яке не є стандартним.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

2.1 Розрахунок потужності вузлів

Розрахунки проводяться на прикладі 2 пункту.

Необхідно розрахувати реактивну потужність на сторонах СН і НН.

Отримана реактивна потужність має індуктивний характер, отже має від'ємне значення.

Кути навантаження для споживачів низької та середньої напруги:

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(0,85) = 31,788^\circ$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(0,87) = 29,541^\circ$$

Реактивні потужності в пункті 2:

$$Q_{\text{CH2}} = -P_{\text{CH2}} \cdot \arctg(\varphi_{\text{CH}}) = -7,8 \cdot \tg(31,788) = -4,834 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH2}} = -P_{\text{HH2}} \cdot \tg(\varphi_{\text{HH}}) = -10,4 \cdot \tg(29,541) = -5,894 \text{ МВАр};$$

Сумарне значення навантаження підстанції в максимальному режимі роботи електричної мережі у вузлі:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{H2}} &= P_{\text{CH2}} + P_{\text{HH2}} + j(Q_{\text{CH2}} + Q_{\text{HH2}}) = 7,8 + 10,4 + j(-4,834 - 5,894) \\ &= 18,2 - j10,728 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Аналогічно знаходяться значення для інших вузлів. Отриманні показники заносяться до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку потужності вузлів

№ пункту	Активна потужність Р, МВт		Реактивна потужність Q, МВАр		Повна потужність $\dot{S}_{\text{H}}$, МВА
	СН	НН	СН	НН	
1	0	19,5	0	11,051	19,5 - j11,051
2	7,8	10,4	4,834	5,894	18,2 - j10,728
3	12,35	3,25	7,654	1,842	15,6 - j9,496
4	6,5	13	4,028	7,367	19,5 - j11,396
5	0	22,1	0	12,524	22,1 - j12,524
6	11,05	11,05	6,848	6,262	22,1 - j13,11
7	0	12,35	0	6,999	12,35 - j6,999

2.2 Параметри схеми заміщення ЛЕП

Довжина ділянок:

$l_{0-3} = 31$ км; $l_{0-4} = 41$ км; $l_{2-3} = 36$ км; $l_{4-5} = 30$ км; $l_{1-5} = 20$ км; $l_{1-6} = 28$ км; $l_{2-6} = 30$ км.

Питомі опори проводів:

$$Z_{0\text{ AC-120}} = 0,244 + j0,427 \text{ Ом/км}$$

$$Z_{0\text{ AC-150}} = 0,159 + j0,413 \text{ Ом/км}$$

$$Z_{0\text{ AC-240}} = 0,204 + j0,420 \text{ Ом/км}$$

$$Z_{0\text{ AC-70}} = 0,422 + j0,4 \text{ Ом/км}$$

Питомі провідності проводів:

$$B_{0\text{ AC-120}} = 2,658 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$B_{0\text{ AC-150}} = 2,707 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$B_{0\text{ AC-240}} = 2,808 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$B_{0\text{ AC-70}} = 2,576 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

Опори та провідності, на прикладі ділянки 0-3:

$$Z_{0-3} = \frac{l_{0-3}}{n} \cdot Z_{0\text{ AC-240}} = \frac{31}{2} \cdot (0,204 + j0,420) = 3,162 + j6,51 \text{ Ом};$$

Комплексна провідність Y_i , (См):

$$Y_{0-3} = n \cdot l_{0-3} \cdot b_{0\text{ AC-240}} = 2 \cdot 31 \cdot 2,808 \cdot 10^{-6} = 1,741 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Аналогічно розраховуються інші ділянки розрахункової схеми. Результати обчислень в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результат обрахунку опорів та провідностей ділянок мережі

№	Переріз мм ²	Довжина, км	Опір, Ом	Провідність, См
			Z_L	$Y_L \cdot 10^{-5}$
0-3	2×240	31	3,162 + j6,51	17,41
0-4	2×240	41	4,182 + j8,61	23,03
2-3	1×120	36	8,784 + j15,372	9,569
4-5	1×240	31	6,324 + j13,02	8,705
1-5	1×150	20	3,18 + j8,26	5,414
1-6	1×150	28	4,452 + j11,564	7,58
2-6	1×120	30	7,32 + j12,81	7,974

2.3 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку режиму роботи електричної мережі

Еквівалентні провідності пунктів електричної мережі:

$$\underline{Y}_1 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{1-5} + \underline{Y}_{1-6}) = 0,5 \cdot 1,741 \cdot 10^{-4} + 2,303 \cdot 10^{-4} = 2,022 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

За аналогічними виразами визначаємо провідності решти пунктів мережі. Результат розрахунку представлений в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результат обрахунку еквівалентних поперечних провідностей пунктів електричної мережі

№	Провідності, См
0	$2,022 \cdot 10^{-5}$
1	$6,497 \cdot 10^{-5}$
2	$8,771 \cdot 10^{-5}$
3	$1,349 \cdot 10^{-4}$
4	$1,587 \cdot 10^{-4}$
5	$7,059 \cdot 10^{-5}$
6	$7,777 \cdot 10^{-5}$

Взаємні повздовжні провідності:

$$y_{0-3} = Z_{0-3}^{-1} = 0,06 - j0,124 \text{ См}$$

Усі значення взаємних провідностей наведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Еквівалентні взаємні повздовжні провідності пунктів електричної мережі

№	Провідності, См
0-3	$0,06 - j0,124$
0-4	$0,046 - j0,094$
4-5	$0,03 - j0,062$
1-5	$0,041 - j0,105$
1-6	$0,029 - j0,075$
2-6	$0,034 - j0,059$
2-3	$0,028 - j0,049$

Власні поздовжні провідності:

$$y_{33} = -(y_{0-3} + y_{2-3}) = -(0,06 - j0,124 + 0,028 - j0,049) \\ = -0,088 + 0,173 \text{ См};$$

Аналогічно визначаємо провідності решти пунктів, результати представлені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результат обрахунку еквівалентних власних поздовжніх провідностей пунктів електричної мережі

№	Провідності, См
3	$-0,088 + j0,173$
2	$-0,062 + j0,108$
4	$-0,076 + j0,156$
5	$-0,071 + j0,168$
6	$-0,063 + j0,134$
1	$-0,07 + j0,181$

Початкові наближення:

$$U_1 = 110 \text{ кВ}; U_2 = 110 \text{ кВ}; U_3 = 110 \text{ кВ}; U_4 = 110 \text{ кВ}; U_5 = 110 \text{ кВ}; \\ U_6 = 110 \text{ кВ}$$

2.4 Ітераційний розрахунок режиму електромережі

Ітерація 1

Розрахункові навантаження пунктів схеми:

$$S_{p1} = S_{n1} + Y_{p1} \cdot (|U_1|)^2 = 19,5 - j11,051 + 2,022 \cdot 10^{-4} \cdot (|110|)^2 = \\ = 19,5 - j10,265 \text{ МВА}$$

Розрахункові навантаження решти пунктів представлені в таблиці 2.6.

Напруги пунктів електричної мережі:

$$U_1 = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left(\frac{S_{p1}}{U_1} - (y_{15} \cdot U_5 + y_{16} \cdot U_6) \right) = \frac{1}{-0,07 + j0,181} \times$$

$$= \times \left(\frac{19,5 - j10,265}{110} - (0,041 - j0,105 \cdot 110 + 0,029 - j0,075 \cdot 110) \right)$$

$$= 109,222 - j0,681 \text{ МВА}$$

Значення напруги пунктів розраховуються аналогічно і представлені в табл. 2.7.

Таблиця 2.6 – Результат обрахунку розрахункових навантажень пунктів електричної мережі

№	Навантаження, МВА
1	19,5 – j10,265
2	18,2 – j9,666
3	15,6 – j7,863
4	19,5 – j9,476
5	22,1 – j11,67
6	22,1 – j12,169

Таблиця 2.7 – Результат обрахунку напруг пунктів електричної мережі

№	Напруга, кВ
1	109,224
2	108,728
3	113,956
4	113,323
5	109,819
6	107,762

Модулі небалансів потужності:

$$\begin{aligned}\delta S_1 &= |S_{p1} - (y_{15} \cdot U_5 + y_{16} \cdot U_6 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \overline{U}_1| \\ &= |19,5 - j10,265 - (0,041 - j0,105 \cdot 109,81 - j1,398 + 0,029 \\ &\quad - j0,075 \cdot 107,749 - j1,67 + (-0,07 + j0,181) \cdot 109,222 - j0,681) \\ &\quad \cdot \overline{U}_1| = 39,033 \text{ МВА}\end{aligned}$$

Модулі небалансів по решті вузлів наведені у табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Результат обрахунку модулів небалансів потужності пунктів електричної мережі

№	Модулі небалансів потужності, МВА
1	39,033
2	18,913
3	0,642
4	10,486
5	0,32
6	0,643

Перевірка можливості завершення ітераційного розрахунку:

$$\begin{aligned}\Delta &= \max(\delta S_1, \delta S_2, \delta S_3, \delta S_4, \delta S_5, \delta S_6) = 39,033 \text{ МВА} \\ 39,033 &> 0,01\end{aligned}$$

Ітераційний розрахунок продовжується.

Результати обрахунку значень на наступних ітераціях наведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9. Найбільші значення модулів небалансів потужності

Ітерація	Найбільше значення модуля небалансів , МВА	Ітерація	Найбільше значення модуля небалансів , МВА
1	39,033	13	2,645
2	28,048	14	2,17
3	22,028	15	1,784

Продовження таблиці 2.9

4	17,523	16	1,469
5	14,021	17	1,212
6	11,267	18	1,001
7	9,085	19	0,827
8	7,348	20	0,684
9	5,96	...	...
10	4,847	41	0,014
11	3,951	42	0,011
12	3,229	43	0,01

Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі:

$$S_{П 0-3} = (U_0 - U_3) \cdot y_{03} \cdot \overline{U_0} + 0.5 \cdot Y_{03} \cdot |U_0|^2 =$$

$$= (117 - (113,559 - j2,346)) \cdot 0,06 - j0,124 \cdot 117 \cdot +0,5 \cdot j1,741 \cdot 10^{-4} \cdot 117^2$$

$$= 58,421 - j32,271 \text{ МВА}$$

$$S_{К 0-3} = (U_0 - U_3) \cdot y_{03} \cdot \overline{U_3} + 0.5 \cdot Y_{03} \cdot |U_3|^2 =$$

$$= (117 - (113,559 - j2,346)) \cdot 0,06 - j0,124 \cdot 113,559 - j2,346 + 0,5 \cdot j1,741$$

$$\cdot 10^{-4} \cdot (113,559 - j2,346)^2 = 57,374 - j32,43 \text{ МВА}$$

Потужності початку та кінця для решти ділянок обраховуються аналогічно і наведені в табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Результат обрахунку потокорозподілу потужностей за ділянками мережі

№	Початок / кінець ділянки	Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі, МВА
0-3	Початок ділянки	58,421 - j32,271
	Кінець ділянки	57,374 - j32,43
0-4	Початок ділянки	64,836 - j38,551
	Кінець ділянки	63,06 - j37,909
3-2	Початок ділянки	41,774 - j22,935
	Кінець ділянки	40,208 - j21,362
2-6	Початок ділянки	22,011 - j10,638

Продовження таблиці 2.11

	Кінець ділянки	21,624 - j10,854
4-5	Початок ділянки	43,562 – j26,516
	Кінець ділянки	42,231 - j24,81
5-1	Початок ділянки	20,131 – j12,286
	Кінець ділянки	19,972 - j12,475
1-6	Початок ділянки	0,477 – j1,432
	Кінець ділянки	0,476 - j2,256

Перевірка виконання в схемі 1-го закону Кірхгофа:

Для ПС 1:

$$S_{к51} - S_{п16} - S_{н1} = 19,972 - j12,475 - 0,477 - j1,432 - 19,5 - j11,05 = 0 \text{ МВА}$$

Для ПС 2:

$$S_{к32} + S_{п26} - S_{н2} = 40,21 - j21,36 + 22,01 - j10,638 - 18,2 - j10,728 = 0 \text{ МВА}$$

Для ПС 3:

$$S_{к03} - S_{п32} - S_{н3} = 57,37 - j32,43 - 41,77 - j22,935 - 15,6 - j9,496 = 0 \text{ МВА}$$

Для ПС 4:

$$S_{к04} - S_{п45} - S_{н4} = 63,06 - j37,91 - 43,56 - j26,52 - 19,5 - j11,396 = 0 \text{ МВА}$$

Для ПС 5:

$$S_{к45} - S_{п51} - S_{н5} = 42,23 - j24,81 - 20,13 - j12,286 - 22,1 - j12,52 = 0 \text{ МВА}$$

Для ПС 6:

$$S_{к26} + S_{к16} - S_{н6} = 21,62 - j10,85 + 0,476 - j2,256 - 22,1 - j13,11 = 0 \text{ МВА}$$

Перший закон Кірхгофа в схемі виконується.

Сумарні втрати потужності в мережі:

Потужність БП:

$$S_{бп} = S_{п03} + S_{п04} = 58,42 - j32,27 + 64,836 - j38,55 = 123,257 - j70,82 \text{ МВА}$$

Сумарна потужність пунктів мережі:

$$\begin{aligned} S_{н\Sigma} &= S_{н1} + S_{н2} + S_{н3} + S_{н4} + S_{н5} + S_{н6} \\ &= 19,5 - j11,051 + 18,2 - j10,728 + 15,6 - j9,496 + 19,5 - j11,396 \\ &\quad + 22,1 - j12,524 + 22,1 - j13,11 = 117 - j68,305 \text{ МВА} \end{aligned}$$

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{бп}} - S_{\text{н\text{Σ}}} = 123,257 - j70,822 - 117 - j68,305 = 6,257 - j2,517 \text{ МВА}$$

Перевірка виконання 2-го закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} J_{\phi 04} Z_{04} + J_{\phi 45} Z_{45} + J_{\phi 51} Z_{51} + J_{\phi 16} Z_{16} - J_{\phi 26} Z_{26} - J_{\phi 23} Z_{23} - J_{\phi 03} Z_{03} = \\ = (319,941 - j198,011 \times 4,182 + j8,61) \\ + (220,728 - j146,42 \times 6,324 + j13,02) \\ + (104,875 - j75,214 \times 3,18 + j8,26) + (1,866 - j10,358 \times 4,452 \\ + j11,564) = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Другий закон Кірхгофа в схемі виконується.

Результат обрахунку режиму електричної мережі наведено на рисунку 2.1.

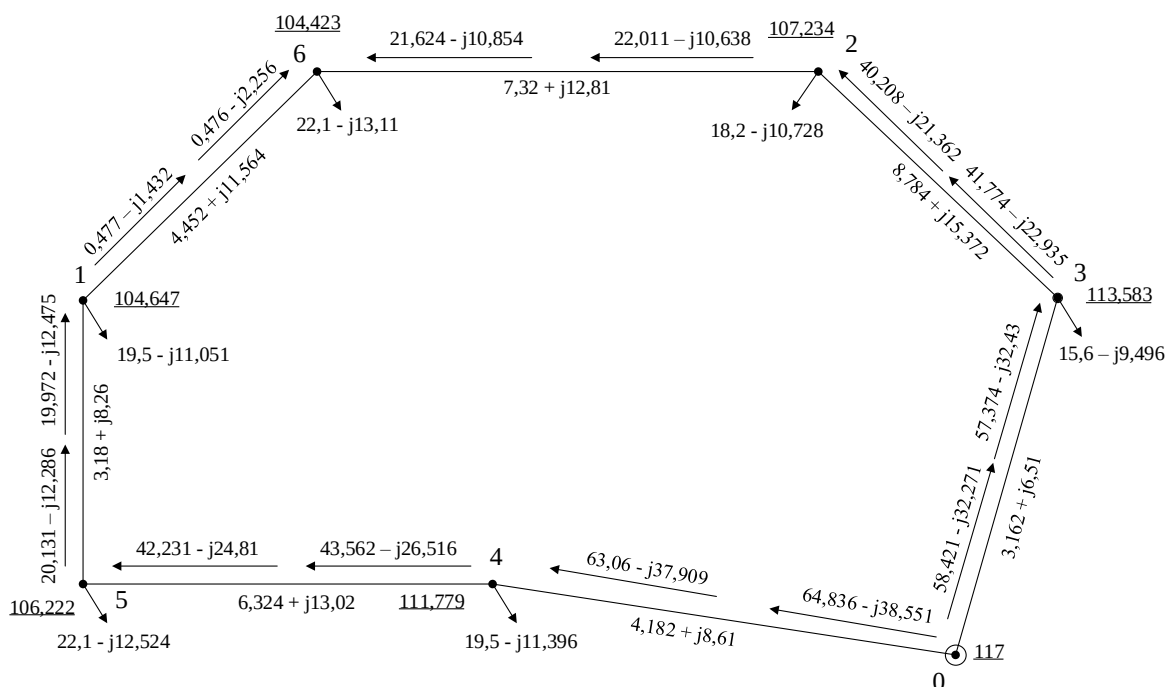


Рисунок 2.1 - Результат обрахунку режиму електричної мережі.

Висновки до 2 розділу

В даному розділі роботи розраховано параметри схеми заміщення елементів електричної мережі та режим існуючої електричної мережі методом Зейделя. В результаті виконання 43 ітерацій отримано значення режимних параметрів мережі. Визначено рівні напруг пунктів, потоки потужності на початку та кінці ділянок, а також втрати потужності в мережі.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		31

3 ВАРІАНТИ ПІДКЛЮЧЕННЯ НОВОГО СПОЖИВАЧА

3.1 Перший варіант живлення нового споживача

Згідно до завдання необхідно виконати підключення нового споживача I категорії до існуючої мережі. На рис.3.1 представлено варіант підключення нового споживача у п.7.

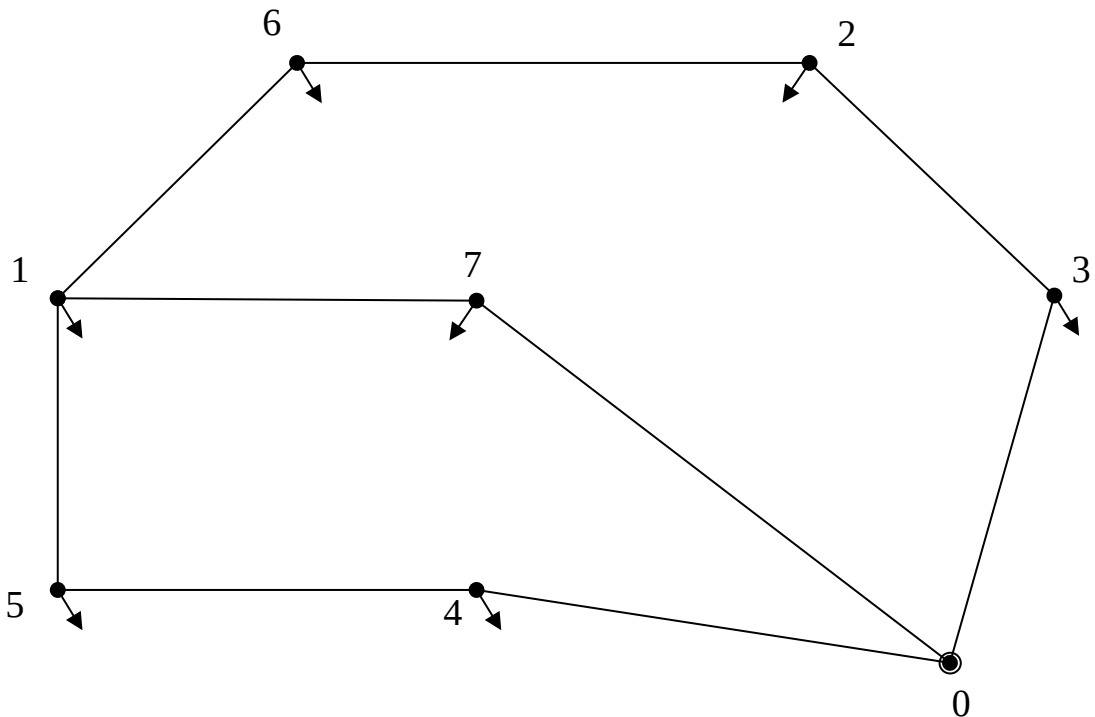


Рисунок 3.1. – Підключення споживача до мережі за 1 варіантом

3.1.1 Розрахунок поточкорозподілу електричної мережі за довжинами

Для вибору типу проводу на ділянках 0-7 і 7-1 за даними навантажень підстанцій знаходиться поточкорозподіл потужностей у L-схемі, припускаючи, що повітряні лінії ділянок схеми конструктивно виконуються одноланцюговими та не рахуючи втрати потужності.

Знаходження параметрів L-схеми мережі виконується методом контурних рівнянь з використанням матриць інциденції.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі зображений на рисунку 2.1.2.

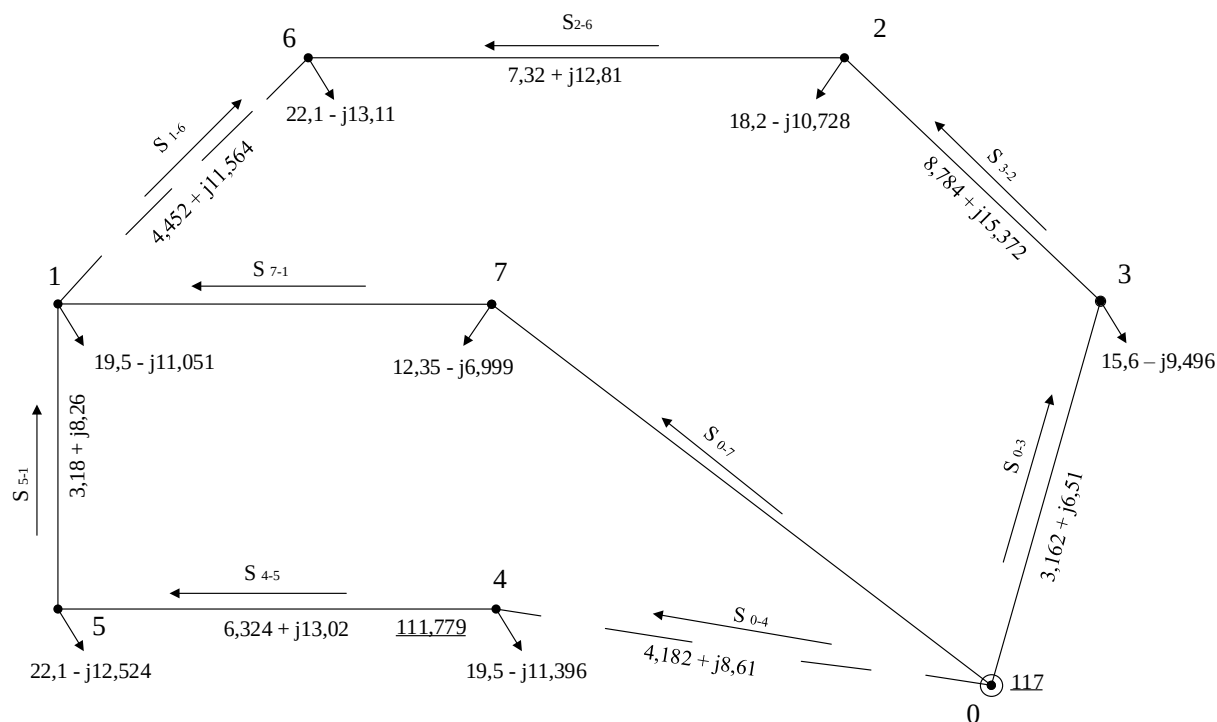


Рисунок 3.2 - Потокорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі

Перша матриця інциденцій:

$$M = \begin{pmatrix} 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

M_α
 M_β

Друга матриця інциденцій:

$$N = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & -1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Третя матриця інцидентій:

$$C = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Діагональна матриця довжин:

$$L_d = \begin{pmatrix} L_{03} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_{45} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & L_{15} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & L_{07} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & L_{17} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{23} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{26} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{16} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{03} \end{pmatrix} =$$

$$\begin{pmatrix} 31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 20 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 64 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 36 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 30 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 28 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 31 \end{pmatrix} \text{ км}$$

Аналог зрівнювальної контурної ЕРС:

$$E_K = -N \cdot L_d \cdot C \cdot S_H$$

$$= - \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & -1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 31 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 20 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 64 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 30 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 36 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 30 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 28 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 31 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 19,5 - j11,051 \\ 18,2 - j10,728 \\ 15,6 - j9,496 \\ 19,5 - j11,396 \\ 22,1 - j12,524 \\ 22,1 - j12,524 \\ 12,35 - j6,999 \end{pmatrix}$$

$$= \begin{pmatrix} 1106,3 - j554,521 \\ 6370 - j3659,618 \end{pmatrix} \text{ МВА} \cdot \text{км}$$

Зрівнювальна потужність:

$$S_K = L_K^{-1} \cdot E_K = \begin{pmatrix} 219 & 94 \\ 94 & 175 \end{pmatrix}^{-1} \times \begin{pmatrix} 1106,3 - j554,521 \\ 6370 - j3659,618 \end{pmatrix}$$

$$= \begin{pmatrix} -13,74 + j8,375 \\ 43,78 - j25,411 \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Значення потоків потужностей:

$$S_{i-j} = N^T \cdot S_K + C \cdot S_H$$

$$= \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & -1 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}^T \times \begin{pmatrix} -13,74 + j8,375 \\ 43,78 - j25,411 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 19,5 - j11,051 \\ 18,2 - j10,728 \\ 15,6 - j9,496 \\ 19,5 - j11,396 \\ 22,1 - j12,524 \\ 22,1 - j12,524 \\ 12,35 - j6,999 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 42,16 - j24,959 \\ 24,28 - j14,015 \\ 2,18 - j1,49 \\ -18,71 + j10,936 \\ 31,06 - j17,935 \\ 26,56 - j15,463 \\ 8,36 - j4,736 \\ -13,74 + j8,375 \\ 43,78 - j25,411 \end{pmatrix} \text{ МВА}$$

Струми ділянок:

$$I_{i-j} = \frac{|\overrightarrow{S_{i-j}}|}{\sqrt{3} \cdot 110} = \frac{\left| \begin{pmatrix} 42,16 - j24,959 \\ 24,28 - j14,015 \\ 2,18 - j1,49 \\ -18,71 + j10,936 \\ 31,06 - j17,935 \\ 26,56 - j15,463 \\ 8,36 - j4,736 \\ -13,74 + j8,375 \\ 43,78 - j25,411 \end{pmatrix} \right|}{\sqrt{3} \cdot 110} = \begin{pmatrix} 257,152 \\ 147,145 \\ 13,862 \\ 113,746 \\ 188,248 \\ 161,309 \\ 50,43 \\ 84,456 \\ 265,688 \end{pmatrix} \text{ А}$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

3.1.2 Вибір кількості кіл та перерізів ділянок 0-7 та 7-4

Оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-7 та 7-1:

$$F_{\text{опт}0-7} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-7})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}$$
$$= \frac{\sqrt{3 \cdot 113,746^2 \cdot 28,5 \cdot 3195,8 \cdot 1,29}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)} = 300,806 \text{ мм}^2;$$

Вибір проводиться між АС-240 та 2хАС-240.

$$F_{\text{опт}7-1} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{7-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}$$
$$= \frac{\sqrt{3 \cdot 188,248^2 \cdot 28,5 \cdot 3195,8 \cdot 1,29}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)} = 497,831 \text{ мм}^2;$$

Вибір проводиться між АС-240 та 2хАС-240.

Техніко-економічного порівняння варіантів для ділянки 0-7:

Капітальні затрати:

$$K_{\text{пл}240} = 350 \cdot l_{0-7} = 350 \cdot 64 = 22,4 \cdot 10^3 \text{ тис грн};$$

$$K_{\text{пл}2 \times 240} = 500 \cdot l_{01} = 500 \cdot 64 = 3,2 \cdot 10^4 \text{ тис грн};$$

Експлуатаційні видатки:

$$И_{\text{е}240} = 0,012 \cdot K_{\text{пл}240} = 0,012 \cdot 22,4 \cdot 10^3 = 268,8 \text{ тис грн};$$

$$И_{\text{е}2 \times 240} = 0,012 \cdot K_{\text{пл}2 \times 240} = 0,012 \cdot 3,2 \cdot 10^4 = 384 \text{ тис грн};$$

Компенсація втрат активної енергії:

$$И_{\text{втр}240} = 3 \cdot I_{07}^2 \cdot r_{0\text{АС}-240} \cdot l_{07} \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}}$$
$$= (3 \cdot 113,746^2 \cdot 0,118 \cdot 3195,8 \cdot 129) = 1,208 \cdot 10^3 \text{ тис грн};$$

$$И_{\text{втр}2 \times 240} = 3 \cdot I_{07}^2 \cdot r_{02 \times \text{АС}-240} \cdot l_{07} \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}}$$
$$= (3 \cdot 113,746^2 + 0,59 \cdot 3195,8 \cdot 129) = 604,217 \text{ тис грн};$$

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Загальні витрати:

$$Z_{07 \text{ ДС240}} = K_{\text{пл240}} + \frac{I_{\text{е240}} + I_{\text{втр240}}}{E} = 2,24 \cdot 10^3 + \frac{268,8 + 1,208 \cdot 10^3}{0,1} \\ = 37172,347 \text{ тис грн.}$$

$$Z_{07 \text{ ДС2} \times 240} = K_{\text{пл2} \times 240} + \frac{I_{\text{е2} \times 240} + I_{\text{втр2} \times 240}}{E} = 3,2 \cdot 10^4 + \frac{384 + 604,217}{0,1} \\ = 41882,174 \text{ тис грн.}$$

За результатами розрахунку приймається АС-240.

Аналогічно проводиться розрахунок для ділянки 7-1. Результат обрахунку наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Техніко-економічне порівняння проводу на ділянці 7-1

Витрати	Вартість , тис грн	
	АС-240	2хАС-240
Капітальні затрати	10500	15000
Експлуатаційні видатки	126	180
Компенсація втрат активної енергії	1551,504	775,752
Загальні дисконтовані витрати	27275,042	24557,521

За результатом розрахунків приймаємо провід 2хАС-240 на ділянці 7-1.

Загальні витрати на підключення споживача в пункті 7 електромережі:

$$Z_{\text{заг}} = Z_{71 \text{ ДС2} \times 240} + Z_{07 \text{ ДС240}} = 24557,521 + 37172,347 = 61729,868 \text{ тис грн}$$

3.1.3 Розрахунок режиму електричної мережі

Розрахунок режиму представленої схеми на рис. 3.1 виконаємо аналогічно попередньому розрахунку. Результати розрахунку напруги у пунктах електричної мережі наведені в таблиці 3.2, а також потоки потужності початку та кінця ділянок у табл. 3.3.

Таблиця 3.2 – Напруги пунктів електричної мережі

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	110,379
2	110,198
3	114,444
4	113,556
5	110,567
6	109,027
7	112,098

Таблиця 3.3 – Потоки потужностей на початку та кінці ділянок мережі

№	Початок / кінець ділянки	Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі, МВА
0-3	Початок ділянки	45,646 – j22,858
	Кінець ділянки	45,031 – j23,924
0-4	Початок ділянки	45,624 – j23,432
	Кінець ділянки	44,797 – j24,79
3-2	Початок ділянки	29,431 – j14,428
	Кінець ділянки	28,698 – j14,353
2-6	Початок ділянки	10,5 – j3,625
	Кінець ділянки	10,424 – j4,449
4-5	Початок ділянки	25,298 – j13,394
	Кінець ділянки	24,889 – j13,644
5-1	Початок ділянки	2,789 – j1,12
	Кінець ділянки	2,787 – j1,774
1-6	Початок ділянки	11,753 - j7,947
	Кінець ділянки	11,676 - j8,661
0-7	Початок ділянки	42,171 - j20,226
	Кінець ділянки	41,078 - j22,693
7-1	Початок ділянки	28,728 - j15,694
	Кінець ділянки	28,458 - j17,224

Сумарні втрати потужності в електричній мережі:

Потужність БП:

$$S_{\text{бп}} = S_{\text{п03}} + S_{\text{п04}} + S_{\text{п07}} = 58,421 - j32,271 + 64,836 - j38,551 \\ = 129,35 - j75,304 \text{ МВА}$$

Сумарна потужність пунктів мережі:

$$S_{\text{н}\Sigma} = S_{\text{н1}} + S_{\text{н2}} + S_{\text{н3}} + S_{\text{н4}} + S_{\text{н5}} + S_{\text{н6}} + S_{\text{н7}} \\ = 19,5 - j11,051 + 18,2 - j10,728 + 15,6 - j9,496 + 19,5 - j11,396 \\ + 22,1 - j12,524 + 22,1 - j13,11 + 12,35 - j6,999 \\ = 129,35 - j75,304 \text{ МВА}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{бп}} - S_{\text{н}\Sigma} = 133,441 - j66,515 - 129,35 - j75,304 = 4,091 + j8,789 \text{ МВА}$$

3.1.4 Післяаварійний режим роботи електромережі

Для розрахунку післяаварійного режиму відключається найбільш завантажена ділянка мережі. В даному випадку відключається ділянка 0-4 (рис.3.3).

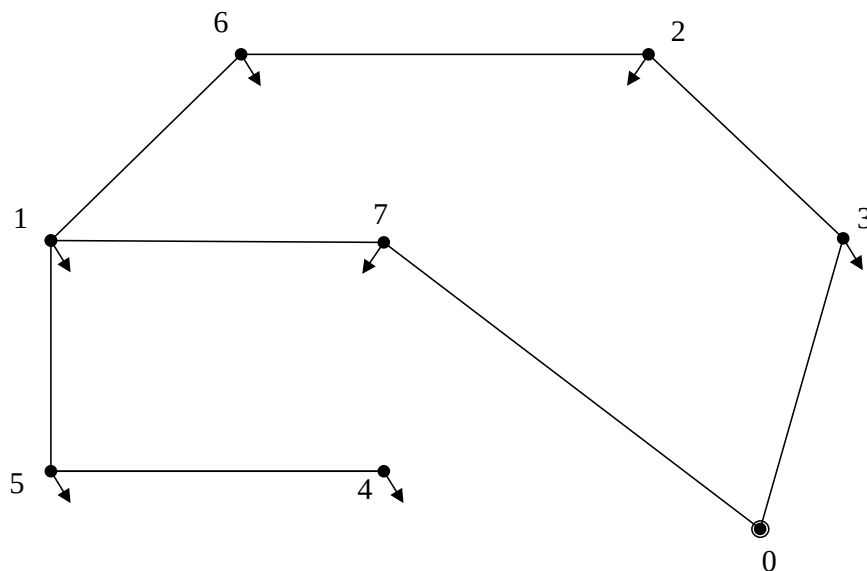


Рисунок 3.3 – Схема електромережі в післяаварійному режимі за 1 варіантом

Напруги пунктів в післяаварійному режимі наведені в таблиці 3.4.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Найнижчий рівень напруги спостерігається в 4 пункті електромережі. З метою підвищення рівня напруги необхідно провести реконструкцію лінії на ділянці 1-5 із заміною її на двоколову.

Таблиця 3.4 – Напруги пунктів електричної мережі для 1-го варіанту підключення

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	103,103
2	106,434
3	113,35
4	97,022
5	99,785
6	103,183
7	107,056

Режим роботи мережі після реконструкції наведено в таблицях 3.5 та 3.6.

Таблиця 3.5 – Напруги пунктів електричної мережі після реконструкції ділянки 1-5

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	103,384
2	106,573
3	113,391
4	99,078
5	101,781
6	103,401
7	107,248

Таблиця 3.6 – Потоки потужностей на початку та кінці ділянок мережі

№	Початок / кінець ділянки	Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі, МВА
0-3	Початок ділянки	61,294 – j34,374
	Кінець ділянки	60,134 – j34,297
3-2	Початок ділянки	44,534 – j24,801
	Кінець ділянки	42,738 – j22,816
2-6	Початок ділянки	24,539 – j12,09
	Кінець ділянки	24,05 – j12,112
5-4	Початок ділянки	19,821 – j11,18
	Кінець ділянки	19,499 – j11,394
5-1	Початок ділянки	-41,921 + j23,704
	Кінець ділянки	-42,273 + j23,479
1-6	Початок ділянки	-1,948 – j0,192
	Кінець ділянки	-1,95 – j0,998
0-7	Початок ділянки	77,522 – j46,337
	Кінець ділянки	73,521 – j42,626
7-1	Початок ділянки	61,171 – j35,627
	Кінець ділянки	59,819 – j34,714

Сумарні втрати потужності в електричній мережі:

Потужність БП:

$$S_{\text{бп}} = S_{\text{п03}} + S_{\text{п07}} = 61,294 - j34,374 + 77,522 - j46,337 \\ = 138,817 - j80,711 \text{ МВА}$$

Сумарна потужність пунктів мережі:

$$S_{\text{н}\Sigma} = S_{\text{н1}} + S_{\text{н2}} + S_{\text{н3}} + S_{\text{н4}} + S_{\text{н5}} + S_{\text{н6}} + S_{\text{н7}} \\ = 19,5 - j11,051 + 18,2 - j10,728 + 15,6 - j9,496 + 19,5 - j11,396 \\ + 22,1 - j12,524 + 22,1 - j13,11 + 12,35 - j6,999 \\ = 129,35 - j75,304 \text{ МВА}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{бп}} - S_{\text{н}\Sigma} = 138,817 - j80,711 - 129,35 - j75,304 = 9,467 - j5,408 \text{ МВА}$$

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

3.2 Другий варіант живлення нового споживача

На рис.3.4 представлено другий варіант підключення нового споживача – за допомогою дволанцюгової ділянки. Кожен ланцюг підключається на різні системи шин, таким чином забезпечуючи споживачу I категорію надійне електроживлення.

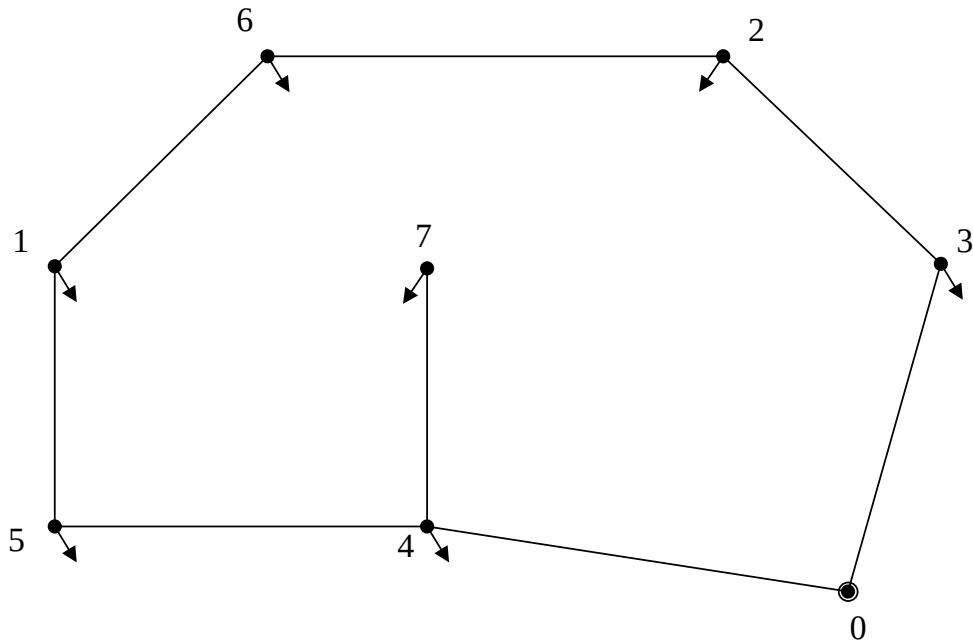


Рисунок 3.4 – Підключення споживача до мережі за 2 варіантом

Даний варіант передбачає одностороннє живлення пункту дволанцюговою лінією від 4 пункту, оскільки в пункті розташовані споживачі 1-ї та 2-ї категорії.

За результатами розрахунку були отримані незадовільні рівні напруг, які вказані в таблиці 3.7, потоки потужностей на початку та кінці ділянок мережі (наведені результати в табл.3.8) та втрат в мережі.

Таблиця 3.7 – Напруги пунктів електричної мережі

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	103,984
2	106,886
3	113,482

Продовження таблиці 3.7

4	110,91
5	105,478
6	103,885
7	110,205

Таблиця 3.8 – Потоки потужностей на початку та кінці ділянок мережі

№	Початок / кінець ділянки	Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі, МВА
0-3	Початок ділянки	60,021 - j33,338
	Кінець ділянки	58,913 - j33,371
0-4	Початок ділянки	76,477 - j45
	Кінець ділянки	74,028 - j42,949
3-2	Початок ділянки	43,313 - j23,875
	Кінець ділянки	41,625 - j22,083
2-6	Початок ділянки	23,428 - j11,357
	Кінець ділянки	22,986 - j11,471
4-5	Початок ділянки	42,117 - j25,754
	Кінець ділянки	40,85 - j24,165
5-1	Початок ділянки	18,75 - j11,64
	Кінець ділянки	18,609 - j11,867
1-6	Початок ділянки	-0,886 - j0,823
	Кінець ділянки	-0,887 - j1,639
4-7	Початок ділянки	12,417 - j5,803
	Кінець ділянки	12,35 - j6,999

Сумарні втрати потужності в електричній мережі:

Потужність БП:

$$S_{\text{бп}} = S_{\text{п03}} + S_{\text{п04}} = 60,021 - j33,338 + 76,477 - j45 = 136,498 - j78,338 \text{ МВА}$$

Сумарна потужність пунктів мережі:

$$\begin{aligned}
 S_{\Sigma} &= S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + S_{H6} + S_{H7} \\
 &= 19,5 - j11,051 + 18,2 - j10,728 + 15,6 - j9,496 + 19,5 - j11,396 \\
 &\quad + 22,1 - j12,524 + 22,1 - j13,11 + 12,35 - j6,999 \\
 &= 129,35 - j75,304 \text{ МВА}
 \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{6П} - S_{\Sigma} = 136,498 - j78,338 - 129,35 - j75,304 = 7,148 - j3,035 \text{ МВА}$$

3.3 Третій варіант живлення нового споживача

Даний варіант передбачає одностороннє живлення пункту дволанцюговою лінією від 2 пункту, оскільки в пункті розташовані споживачі 1-ї та 2-ї категорії.

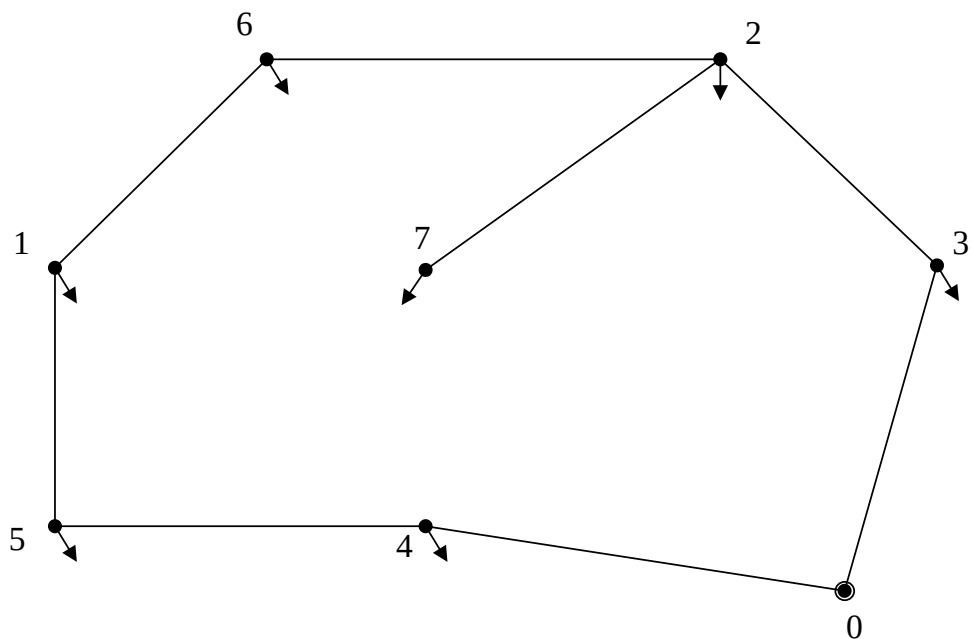


Рисунок 3.5 - Підключення споживача до мережі за 3 варіантом.

За результатами розрахунку також були отримані незадовільні рівні напруг (таблиця 3.9).

Таблиця 3.9 – Напруги пунктів електричної мережі для 3-го варіанту підключення нового споживача

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	103,458
2	105,239
3	113,002
4	111,406
5	105,314
6	102,87
7	104,205

Таблиця 3.10 – Потоки потужностей на початку та кінці ділянок мережі для 3-го варіанту підключення нового споживача

№	Початок / кінець ділянки	Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі, МВА
0-3	Початок ділянки	68,365 – j38,061
	Кінець ділянки	66,93 – j37,409
0-4	Початок ділянки	69,016 – j41,683
	Кінець ділянки	66,989 – j40,515
3-2	Початок ділянки	51,33 – j27,913
	Кінець ділянки	48,958 – j24,903
2-6	Початок ділянки	18,313 – j8,663
	Кінець ділянки	18,036 – j9,042
4-5	Початок ділянки	47,491 – j29,121
	Кінець ділянки	45,894 – j26,855
5-1	Початок ділянки	23,794 – j14,33
	Кінець ділянки	23,57 – j14,339
1-6	Початок ділянки	4,076 - j3,294
	Кінець ділянки	4,063 - j4,068
2-7	Початок ділянки	12,454 - j5,515
	Кінець ділянки	12,35 - j6,999

Сумарні втрати потужності в електричній мережі:

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Потужність БП:

$$\begin{aligned} S_{\text{бп}} &= S_{\text{п03}} + S_{\text{п04}} = 68,365 - j38,061 + 69,016 - j41,683 \\ &= 137,381 - j79,744 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарна потужність пунктів мережі:

$$\begin{aligned} S_{\text{н}\Sigma} &= S_{\text{н1}} + S_{\text{н2}} + S_{\text{н3}} + S_{\text{н4}} + S_{\text{н5}} + S_{\text{н6}} + S_{\text{н7}} \\ &= 19,5 - j11,051 + 18,2 - j10,728 + 15,6 - j9,496 + 19,5 - j11,396 \\ &\quad + 22,1 - j12,524 + 22,1 - j13,11 + 12,35 - j6,999 \\ &= 129,35 - j75,304 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{бп}} - S_{\text{н}\Sigma} = 137,381 - j79,744 - 129,35 - j75,304 = 8,031 - j4,44 \text{ МВА}$$

3.4 Четвертий варіант підключення нового споживача

Даний варіант передбачає двобічне живлення пункту одноланцюговими лініями від 2 та 4 пункту (рис.3.6).

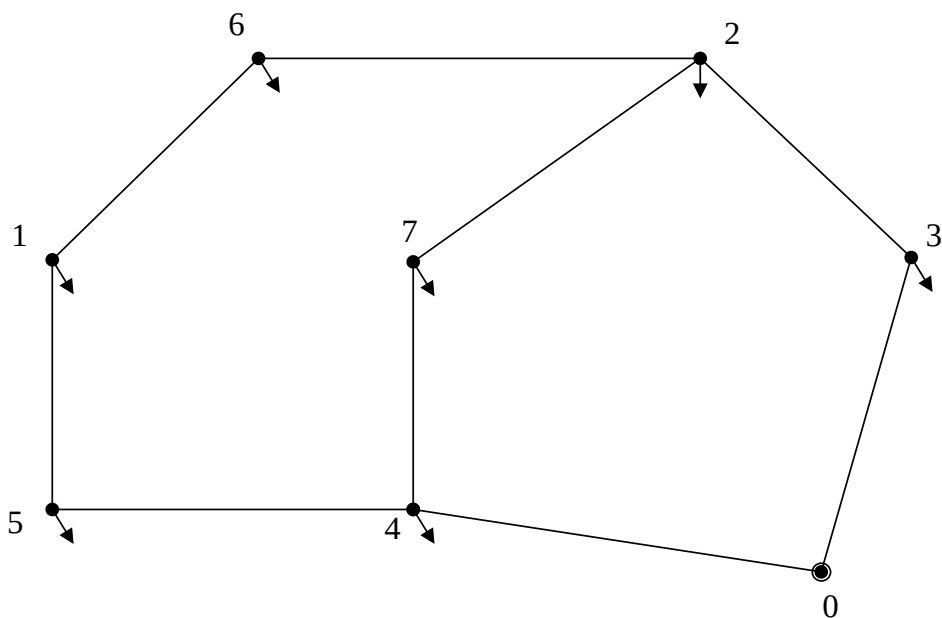


Рисунок 3.6 - Підключення споживача до мережі за 4 варіантом.

Результати розрахунку режиму електричної мережі наведено в табл. 3.11 та 3.12.

Таблиця 3.11 – Напруги пунктів електричної мережі для 4-го варіанту підключення нового споживача

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	104,318
2	108,012
3	113,81
4	110,531
5	105,555
6	104,571
7	108,963

Таблиця 3.12 – Потоки потужностей на початку та кінці ділянок мережі 4-го варіанту підключення нового споживача

№	Початок / кінець ділянки	Потокорозподіл потужностей за ділянками мережі, МВА
0-3	Початок ділянки	55,24 - j29,707
	Кінець ділянки	54,314 - j30,12
0-4	Початок ділянки	81,075 - j48,027
	Кінець ділянки	78,315 - j45,328
3-2	Початок ділянки	38,714 - j20,625
	Кінець ділянки	37,392 - j19,488
2-6	Початок ділянки	26,492 - j13,605
	Кінець ділянки	25,927 - j13,518
4-5	Початок ділянки	38,953 - j23,215
	Кінець ділянки	37,876 - j22,013
5-1	Початок ділянки	15,776 - j9,489
	Кінець ділянки	15,677 - j9,829
1-6	Початок ділянки	-3,821 + j1,219
	Кінець ділянки	-3,827 + j0,408
2-7	Початок ділянки	-7,298 + j4,843
	Кінець ділянки	-7,341 + j4,042

Продовження таблиці 3.12

4-7	Початок ділянки	19,863 - j10,719
	Кінець ділянки	19,691 - j11,041

Сумарні втрати потужності в електричній мережі:

Потужність БП:

$$S_{\text{бп}} = S_{\text{п03}} + S_{\text{п04}} = 55,24 - j29,707 + 81,075 - j48,027 \\ = 136,314 - j77,734 \text{ МВА}$$

Сумарна потужність пунктів мережі:

$$S_{\text{н}\Sigma} = S_{\text{н1}} + S_{\text{н2}} + S_{\text{н3}} + S_{\text{н4}} + S_{\text{н5}} + S_{\text{н6}} + S_{\text{н7}} \\ = 19,5 - j11,051 + 18,2 - j10,728 + 15,6 - j9,496 + 19,5 - j11,396 \\ + 22,1 - j12,524 + 22,1 - j13,11 + 12,35 - j6,999 \\ = 129,35 - j75,304 \text{ МВА}$$

Сумарні втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\text{бп}} - S_{\text{н}\Sigma} = 136,314 - j77,734 - 129,35 - j75,304 = 6,964 - j2,43 \text{ МВА}$$

В результаті розрахунку отримано незадовільний рівень напруги в 1 пункті електричної мережі. Регулювальні можливості трансформатора, встановленого в цьому пункті можуть забезпечити задовільний рівень напруги на низькій стороні:

$$U_{\text{min1}} = \frac{U_{\text{ндж}} U_{\text{тв1}}}{U_{\text{тн1}}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{т1}} = \frac{10,5 \cdot 121}{11} \cdot (1 - 0,16) + 4,053 - 1,637 \\ = 95,36 \text{ кВ}$$

Однак, такий варіант мережі не відповідає вимогам надійності, оскільки в післяаварійному режимі спостерігається значне зниження рівнів напруг у всіх пунктах мережі (табл.3.13).

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Таблиця 3.13 – Напруги пунктів електричної мережі для 4-го варіанту підключення нового споживача в післяаварійному режимі

№	Напруги пунктів електричної мережі, кВ
1	26,104
2	51,336
3	97,028
4	29,73
5	23,075
6	32,146
7	36,085

Висновки до 3 розділу

Для підключення споживача в пункті 7 електричної мережі було розглянуто 4 варіанти приєднання.

Варіант 1 передбачає двостороннє живлення пункту 7 від БП та 1 пункту. Такий варіант забезпечує покращення рівнів напруг пунктів, а також розвантаження інших ділянок мережі, що призводить до зменшення втрат активної потужності в порівнянні із схемою існуючої мережі.

Варіант 2 передбачає живлення пункту 7 двоколовою лінією від пункту 4. Таке приєднання призводить до зменшення рівнів напруг пунктів нижче мінімально допустимих значень для мережі 110 кВ, а також до збільшення втрат потужності.

Варіант 3 передбачає живлення пункту 7 двоколовою лінією від пункту 2. Таке приєднання призводить до аналогічних наслідків, описаних для 2 варіанту.

Варіант 4 передбачає двостороннє живлення пункту 7 від 2 та 4 пункту. Рівні напруг мають допустиме значення, однак така мережа не відповідає вимогам надійності, оскільки в післяаварійному режимі спостерігається падіння напруги більш ніж в 4 рази.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Отже, приймається варіант 1, оскільки відповідає технічним вимогам, а також призводить до оптимізації режиму електричної мережі.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ВИСНОВКИ

В даному дипломному проекті розглянуто варіанти підключення локального споживача до існуючої електричної мережі.

В першому розділі описано порядок приєднання нових споживачів до існуючих мереж, вимоги цього приєднання згідно діючих нормативних документів.

В другому розділі проведений розрахунок режиму існуючої електричної мережі. Розрахунок проведений методом Зейделя, отримано значення напруг пунктів, потоків потужності по ділянках мережі та втрати потужності в цій мережі.

В третьому розділі розглянуто чотири варіанти приєднання локального споживача до існуючої електричної мережі. Були обраховані оптимальні перерізи, обрані відповідні проводи на основі техніко-економічного порівняння варіантів. Розрахований режим електричної мережі для кожного із варіантів. Виходячи з техніко-економічного порівняння та перевірки відповідності параметрів режиму електромережі був обраний перший варіант живлення локального споживача - двостороннє живлення пункту 7 від БП та 1 пункту. Такий варіант живлення нового споживача забезпечує рівнів напруг пунктів у регульовальних межах трансформатора, а також сприяє розвантаженню ділянок початкової схеми мережі, що призводить до зменшення втрат потужності в порівнянні із початковою схемою. Виконано розрахунок та аналіз отриманих результатів в післяаварійному режимі роботи даного варіанта мережі.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг «Про затвердження Кодексу систем розподілу» від 14.03.18 № 310;
2. Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики «Про затвердження Правил приєднання електроустановок до електричних мереж» від 17.01.2013 № 32;
3. Електричні системи та мережі. Районні електричні мережі [Текст]: метод. вказівки до викон. курсового проекту з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студ.-іноземців напряму підготов. 6050707 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К., НТУУ «КПІ», 2009. – 92 с.
4. Математичні моделі електричних систем [Текст]: Метод. Вказівки до викон. Модульної контрольної роботи з дисципліни для студ. денної форми та студ.-іноземців напрямку підготовки «Електротехніка та електротехнології» програми професійного спрямування «Електричні системи і мережі» / Уклад. Т.Л. Кацадзе, О.М. Паненко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 59 с.
5. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.

					ДП8101.141.001 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат



Ім'я користувача:
Оксана Богомолова

Дата перевірки:
10.06.2021 09:54:12 EEST

Дата звіту:
10.06.2021 09:55:27 EEST

ID перевірки:
1008253030

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100007196

Назва документа: Дяченко (1)

Кількість сторінок: 47 Кількість слів: 5690 Кількість символів: 41502 Розмір файлу: 3.19 MB ID файлу: 1008324545

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

6.4%

Схожість

Найбільша схожість: 2.6% з Інтернет-джерелом (http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/RE22768.html)

5.15% Джерела з Інтернету

37

Сторінка 49

3.36% Джерела з Бібліотеки

132

Сторінка 49

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнено

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0%

Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

146

Підозріле форматування

14
сторінок

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

ДП8101.141.001 ПЗ

Арк.

54